



Krzysztof ZAMASZ\*

## Uwarunkowania ekonomiczno-regulacyjne konsolidacji krajowego sektora elektroenergetycznego

**STRESZCZENIE.** W artykule przeanalizowano kluczowe uwarunkowania ekonomiczno-regulacyjne ewentualnej dalszej konsolidacji polskiego sektora elektroenergetycznego. Przybliżono najważniejsze skutki wdrożenia programów i strategii rządowych, w wyniku których ukształtowana została obecna struktura organizacyjna polskiego sektora energetycznego. Dokonano analizy najważniejszych celów europejskiej polityki energetycznej, do których zaliczyć należy budowę wewnętrznego rynku energii. Podkreślono znaczenie projektów wspólnego zainteresowania (*Project of Common Interest – PCI*) dla tworzenia europejskiego rynku energii, czego konsekwencją ma być wzrost poziomu połączeń międzysystemowych łączących Polskę z innymi krajami, z obecnego poziomu poniżej 5% krajowych mocy produkcyjnych, do przedziału 10–15%, jaki jest obecnie obserwowany między innymi w Niemczech. Z przeprowadzonej w artykule analizy wynika, że wraz ze wzrostem zdolności przepustowych wymiany międzysystemowej mocy pojawi się silna presja na ceny krajowe i konieczność konkurowania przez polskie grupy energetyczne z innymi wytwórcami europejskimi. Faktyczna integracja polskiego rynku energii co najmniej na poziomie rynków regionalnych jest zatem kwestią czasu. W tym kontekście, konieczne wydaje się odpowiednie przygotowanie polskich przedsiębiorstw do konkurencji z europejskimi koncernami energetycznymi oraz rozważenie ich dalszej konsolidację.

**SŁOWA KLUCZOWE:** konsolidacja, sektor energetyczny, polityka energetyczna

---

\* Dr – adiunkt, Wyższa Szkoła Biznesu, Dąbrowa Górnicza; e-mail: e-mail: krzysztof.zamasz@gmail.com.

## Wprowadzenie

Obecna struktura organizacyjna polskiego sektora elektroenergetycznego jest naturalną konsekwencją wielu czynników historycznych, na które składa się z jednej strony dziedzictwo poprzedniego ustroju (struktura geograficzna, techniczna, a przede wszystkim paliwowa), a z drugiej regulacje wdrażane przez Unię Europejską (w tym w szczególności: rozdział działalności dystrybucyjnej, oddzielenie działalności przesyłowej od uczestników rynku oraz polityka niskoemisyjna). Struktura ta ulegała w przeszłości wielokrotnym przekształceniom. W latach 2005–2008 realizowano kolejno trzy rządowe programy restrukturyzacji sektora elektroenergetyki w Polsce. Były to Program realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego (przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 28 stycznia 2003 r.) (Program... 2003), Aktualizacja programu realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego (przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 7 czerwca 2005 r.) (Aktualizacja... 2005) oraz Program dla elektroenergetyki (przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 27 marca 2006 r.) (Program... 2006). Ostatni z wymienionych – Program dla elektroenergetyki (Program... 2006) – przygotowany przez Ministra Gospodarki, zakładał utworzenie silnych ekonomicznie przedsiębiorstw, które będą w stanie zapewnić niezbędny poziom inwestycji w moce wytwórcze oraz infrastrukturę dystrybucyjną i przesyłową, gwarantując niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz zrównoważony rozwój energetyczny przy wypełnieniu zobowiązań w zakresie ochrony środowiska, a także zmniejszanie kosztów wskutek wykorzystania efektu skali i synergii (Program... 2006). Priorytetowym założeniem Programu było utworzenie dwóch zintegrowanych pionowo grup energetycznych, które obecnie funkcjonują jako: Grupa Kapitałowa Polska Grupa Energetyczna PGE S.A. oraz Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A. (Program... 2006).

W wyniku przeprowadzonej konsolidacji (2006–2007) powstały cztery pionowo zintegrowane grupy energetyczne: Grupa Kapitałowa Polska Grupa Energetyczna PGE S.A.; Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A.; Grupa Kapitałowa ENEA S.A.; Grupa Kapitałowa ENERGA S.A. Oprócz wymienionych grup kapitałowych, na krajowym rynku energii elektrycznej funkcjonuje obecnie szereg innych podmiotów gospodarczych, wśród których wymienić należy PGNiG TERMIKA S.A., EdF Polska S.A., GDF Suez Energia Polska S.A., Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A., czy RWE Polska S.A.

W ramach przeprowadzonego procesu konsolidacji stworzono więc jedną dużą grupę energetyczną, jedną średnią oraz dwie małe, które konkurują na rynku krajowym z pozostałymi wymienionymi firmami, w poszczególnych segmentach rynku energii. Silne zróżnicowanie aktywów największych grup – a co za tym idzie – profilu ich działalności prowadzi do pogłębienia różnic między poszczególnymi podmiotami. Rodzi się zatem naturalne pytanie, czy ukształtowana obecnie struktura rynku jest strukturą docelową, czy też – aby sprostać wyzwaniom jakie czekają krajowy sektor elektroenergetyczny w nadchodzących latach, w tym konkurencji z największymi europejskimi grupami energetycznymi – pożądanym kierunkiem rozwoju nie powinny być dalsza konsolidacja czy reorganizacja rynku.

Biorąc pod uwagę przedstawione kwestie, głównym celem artykułu jest analiza uwarunkowań ekonomiczno-regulacyjnych dalszej konsolidacji krajowego sektora elektroenergetycznego. Aby przeprowadzić wstępną ocenę przytoczonych uwarunkowań, konieczna jest analiza otoczenia regulacyjnego (w szczególności europejskiej polityki w zakresie integracji rynku energii)

oraz pozycji ekonomicznej krajowych przedsiębiorstw energetycznych na tle europejskich konkurentów, z którymi w najbliższym czasie będą musiały konkurować polskie przedsiębiorstwa na jednolitym rynku energii elektrycznej.

## 1. Otoczenie regulacyjne – europejska polityka energetyczna

Jednym z podstawowych celów europejskiej polityki energetycznej jest budowa wewnętrznego rynku energii. Należy przy tym zauważyć, że posługiwanie się przez Unię Europejską pojęciem „rynku wewnętrznego” zamiast wcześniejszego pojęcia „rynku wspólnego” jest nieprzypadkowe. Wprowadzonej Traktatem z Lizbony zmiany terminologicznej, polegającej na zastąpieniu pojęcia „wspólnego rynku” pojęciem „rynek wewnętrzny UE” nie sposób traktować jako zmiany jedynie czysto słownikowej. Pojęcia wspólnoty i wspólności podkreślają autonomiczność zaangażowanych w nie podmiotów. Rynek wspólny to rynek tworzony przez rynki autonomicznych podmiotów (tu: państw członkowskich UE), na których podmioty te zgodziły się stosować analogiczne zasady i chronić analogiczne wartości. Rynek wewnętrzny UE to natomiast jeden rynek, nie tyle złożony z „części składowych” należących do różnych „właścicieli”, ale stanowiący jedną całość ograniczoną granicami zewnętrznymi UE.

Traktat o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) zawiera regulację dotyczącą sieci transeuropejskich (Tytuł XVI) i stanowi, że Unia przyczynia się do ustanowienia i rozwoju sieci transeuropejskich w infrastrukturach transportu, telekomunikacji i energetyki, zmierza do sprzyjania wzajemnym połączeniom oraz interoperacyjności sieci krajowych, jak również dostępowi do tych sieci (art. 170, dawny 158 TWE). Oznacza to, że już na poziomie fundamentalnych założeń funkcjonowania Unii Europejskiej, została przesądzona zasada wspierania działania państw członkowskich zmierzających do realizacji założeń wewnętrznego rynku, na którym swobodnie, bez barier i czynników dyskryminujących możliwy jest m.in. przepływ energii elektrycznej.

W obszarze elektroenergetyki etapem przejściowym do budowy wewnętrznego rynku energii jest budowa rynków regionalnych, tj. rynków o wymiarze ponadkrajowym, ale nieobejmującym terytorium całej Unii Europejskiej. Po integracji na poziomie tych rynków, powinna nastąpić integracja na poziomie całego rynku Unii Europejskiej (rynku wewnętrznego). Polska należy do rynku regionalnego obszaru Morza Bałtyckiego oraz rynku regionalnego Środkowej i Wschodniej Europy Kontynentalnej.

Powyższe założenia znalazły odzwierciedlenie w aktach pochodnych Unii Europejskiej. W Komunikacie Komisji z 14 października 2013 r. „Długoterminowa wizja infrastruktury w Europie i poza nią (COM(2013)711)” zostało wskazane wprost, że „europejski system energetyczny znajduje się w okresie przejściowym. Podczas gdy w krótkiej perspektywie priorytetem jest zakończenie tworzenia wewnętrznego rynku energii poprzez rozwijanie brakujących połączeń wzajemnych, zlikwidowanie izolacji szeregu państw członkowskich i wyeliminowanie wąskich gardeł, to planowana obecnie infrastruktura energetyczna musi jednocześnie być zgodna z długoterminowymi celami polityki. (...) Szacuje się, że do 2020 r. należy przeznaczyć około 200 mld EUR na inwestycje w modernizację i rozwój europejskich sieci energetycznych, aby mogły one pełnić rolę głównego czynnika umożliwiającego realizację wszystkich naszych średnio- i długoterminowych celów politycznych. Ta imponująca suma może jednak przynieść istotne oszczędno-

ści sięgające rocznie 40–70 mld EUR (Böckers i in. 2013) do roku 2030 z uwagi na niższe koszty wytwarzania energii i bardziej konkurencyjne ceny hurtowe gazu, co przekłada się na obniżenie comiesięcznych rachunków o 7–12 EUR. Może to znacznie przyczynić się do zrównoważenia wzrostu cen energii i poprawy konkurencyjności unijnego sektora przemysłu (COM(2013)711)”.

Długoterminowa wizja polityki dotycząca infrastruktury energetycznej została po raz pierwszy przedstawiona w komunikacie „Priorytety w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020 r. i w dalszej perspektywie – plan działania na rzecz zintegrowanej europejskiej sieci energetycznej” (COM (2010)677), a następnie zapisana w niedawno przyjętym rozporządzeniu w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (wytycznych TEN-E) (Rozporządzenie nr 347/2013).

Cytowany Komunikat Komisji Europejskiej nakreśla długofalową wizję paneuropejskiej infrastruktury energetycznej. Pierwszy zestaw projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (tzw. PCI – *Projects of Common Interest*) jest ważnym krokiem na drodze ku lepszej integracji sieci państw członkowskich, mającej zagwarantować, że żadne z państw członkowskich nie pozostanie odizolowane (COM(2013)711).

Jak wskazuje Komisja Europejska, większość projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania dotyczy sektora energii elektrycznej, głównie sieci przesyłowych. Mają się one przyczynić do lepszej integracji wewnętrznego rynku energii elektrycznej, zwiększyć gotowość sieci do przyjęcia większej ilości energii pochodzącej ze zmiennych źródeł odnawialnych a jednocześnie pomagać utrzymać stabilność systemu. Dzięki temu UE ma zbliżyć się do realizacji celu polegającego na uzyskaniu poziomu elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych odpowiadającego co najmniej 10% ich zainstalowanej mocy produkcyjnej, zaleconego przez Radę Europejską w Barcelonie w 2002 r. (COM(2013)711). W wyniku realizacji PCI, poziom połączeń międzysystemowych łączących Polskę z innymi krajami ma wzrosnąć z obecnego poziomu poniżej 5% krajowej mocy produkcyjnej, do przedziału 10–15%, jaki obecnie obserwowany jest np. w Niemczech.

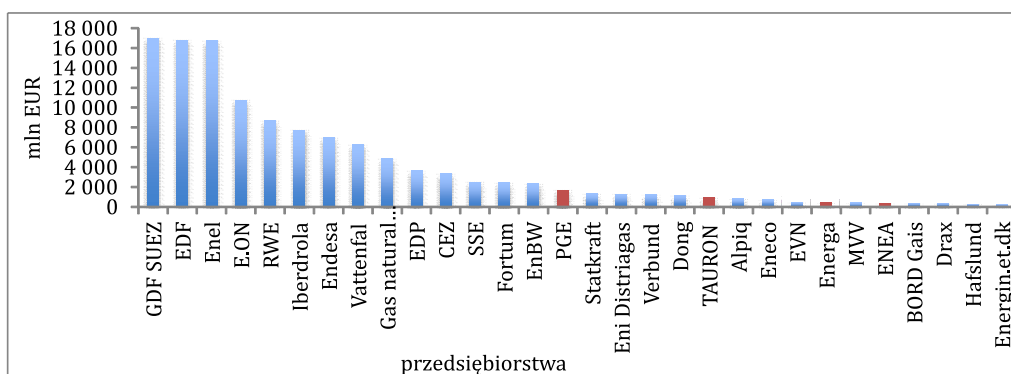
Komisja Europejska podkreśla również znaczenie konkurencji na rynku wewnętrznym w celu obniżenia cen hurtowych energii elektrycznej. W dokumencie „Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii Komisja wskazała, że wysoki poziom konkurencji na wewnętrznym rynku energii będzie miał kluczowe znaczenie dla realizacji wszystkich celów unijnej polityki energetycznej do 2030 r.” (COM (2014)15). Jednocześnie Komisja wskazała, że: „Konkurencję na rynkach energii należy też wzmacniać poprzez większą liberalizację, dokończenie budowy wewnętrznego rynku energii obejmujące rozwój infrastruktury przesyłowej, w tym transgranicznych połączeń międzysystemowych, co zapewniłoby bezpieczeństwo dostaw skuteczniej niż wspieranie własnych mocy wytwórczych”. W tym kontekście nie może dziwić, że jednym z kluczowych wskaźników monitorujących postęp realizacji takiej polityki energetycznej, ma być ocena budowy inteligentnych sieci i połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi, szczególnie pilna w przypadku tych państw, które najbardziej pozostają w tyle pod względem realizacji uzgodnionego celu dla państw członkowskich, który zakłada uzyskanie poziomu elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych odpowiadającego co najmniej 10% ich zainstalowanej mocy produkcyjnej (w tym Polski) (COM (2014)15).

Opisana kwestia stanowi potencjalnie istotne zagrożenie dla pozycji konkurencyjnej polskich grup energetycznych. Po pierwsze, integracja rynków energetycznych między państwami członkowskimi należy do absolutnych priorytetów Komisji Europejskiej. Można więc postawić tezę, że faktyczna integracja polskiego rynku energii co najmniej na poziomie rynków regionalnych (obszar Morza Bałtyckiego oraz Obszar Środkowo-Wschodniej Europy Kontynentalnej)

– a co za tym idzie konwergencja cenowa – to kwestia wyłącznie upływu czasu. Innymi słowy w obecnych uwarunkowaniach polityczno-rynkowych nie ma pytania, czy nastąpi presja na wyrównanie cen między Polską a sąsiednimi krajami UE, lecz kiedy to nastąpi. Po drugie, ze strategicznych dokumentów Unii Europejskiej wynika, że to integracja rynków ma być kluczowym narzędziem do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, a nie wspieranie własnych mocy wytwórczych. Trzeba przy tym pamiętać, że intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii we wszystkich państwach członkowskich powoduje, że Polska – z wysokoemisyjnymi źródłami wytwórczymi opartymi na węglu brunatnym i węglu kamiennym – staje się atrakcyjnym rynkiem zbytu. Oznacza to, że istnieje duża szansa, że przyszły kierunek rozwoju polityki energetycznej Unii Europejskiej będzie ograniczał możliwość wspierania polskich grup energetycznych, wystawiając je na silną konkurencję ze strony innych podmiotów europejskich.

## 2. Pozycja polskich przedsiębiorstw energetycznych na tle europejskich konkurentów

Na rynku europejskim dominuje kilka wiodących przedsiębiorstw energetycznych, do których nie należą krajowe spółki energetyczne. Zestawiając wynik EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – zysk przedsiębiorstwa przed odjęciem odsetek od zaciągniętych kredytów, podatków oraz amortyzacji) polskich grup energetycznych z konkurentami europejskimi zauważyć można różnice, jakie dzielą polskie firmy i zachodnich konkurentów. Największe poziom wskaźników EBITDA wykazywany jest przez GDF SUEZ, EDF i Enel. Z polskich przedsiębiorstw najwyższy poziom osiągną PGE oraz TAURON. Z wynikiem EBITDA na poziomie około 2 mld EUR, największy krajowy koncern energetyczny – PGE plasuje się dopiero w połowie drugiej dziesiątki największych firm energetycznych. Pozostałe podmioty (czyli: TAURON, ENEA czy Energa) mają wyniki pomijalne z punktu widzenia rynku europejskiego (rys. 1).



Rys. 1. EBITDA europejskich firm energetycznych w 2012 r. [mln EUR]  
Źródło: opracowanie własne na podstawie: CapGemini, 2013

Fig. 1. EBITDA of European power companies, 2012 [MEUR]

Jednocześnie polski rynek energii elektrycznej pozostaje relatywnie – na tle Europy – zdekoncentrowany. Poziom koncentracji może być mierzony za pomocą wskaźnika Herfindahla–Hirschmana (HHI) definiowanego jako suma kwadratów poszczególnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw. Poziom koncentracji danego sektora świadczy o stopniu jego monopolizacji. Im wyższy poziom wskaźnika, tym niższy poziom konkurencji pomiędzy poszczególnymi podmiotami funkcjonującymi w danym sektorze (Pozycja... 2011). Przyjmuje się, że przy HHI poniżej 1000 przemysł jest nieskoncentrowany, dla HHI od 1000 do 1800 przemysł jest umiarkowanie skoncentrowany, a HHI powyżej 1800 oznacza, iż przemysł jest wysoce skoncentrowany. Jeżeli HHI znajduje się powyżej poziomu 5000 oznacza to, że koncentracja jest bardzo wysoka (Sprawozdanie... 2012, 2013; Kamiński 2009).

Poszczególne krajowe rynki wytwarzania energii elektrycznej w Europie są wysoko skoncentrowane. Wynika to ze strategicznego znaczenia infrastruktury energetycznej dla bezpieczeństwa gospodarczego poszczególnych państw co powoduje, że w wielu krajach struktura właścicielska elektrowni skupiona jest wokół kontrolowanych przez państwo grup energetycznych (EdF – Francja, CEZ – Czechy). Stosunkowo wysoka koncentracja sektora wytwarzania (HHI > 4000) jest typowa dla krajów Europy Środkowo-Wschodniej, gdzie etap tworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej rozpoczął się stosunkowo niedawno (ARE 2013) (tab. 1).

Należy przy tym zaznaczyć, że wprowadzenie do systemu odnawialnych źródeł energii prowadzi do obniżenia wskaźnika HHI obliczanego dla udziału w mocy zainstalowanej, co wynika ze specyfiki pracy tych źródeł. Biorąc pod uwagę udział w rynku energii wprowadzonej do sieci (a nie mocy zainstalowanej), wskaźnik HHI osiągnął w Polsce w latach 2012–2013 odpowiednio poziom 2096 i 1992 pkt (Sprawozdanie... 2013, 2014).

Z powyższego zestawienia widać, że na tle innych krajów Unii Europejskiej (nawet biorąc pod uwagę HHI obliczane na podstawie udziału w energii wprowadzonej do sieci) w Polsce mamy do czynienia z relatywnie niską koncentracją. Okoliczność, że poziom koncentracji w Polsce przekracza poziomy wskazujący na wysoką koncentrację rynku wynika z naturalnej specyfiki tego rynku. Tylko na niektórych wysoko rozwiniętych rynkach (Wielka Brytania, Włochy, Hiszpania) wskaźnik HHI dla struktury mocy wytwórczej (czyli co do zasady spadający wraz z większym udziałem odnawialnych źródeł energii) był niższy niż w przypadku Polski. W przypadku niektórych krajów (Francja, Czechy, Estonia, Słowacja, Belgia) poziom HHI wskazuje na bardzo wysoką koncentrację (powyżej 5000).

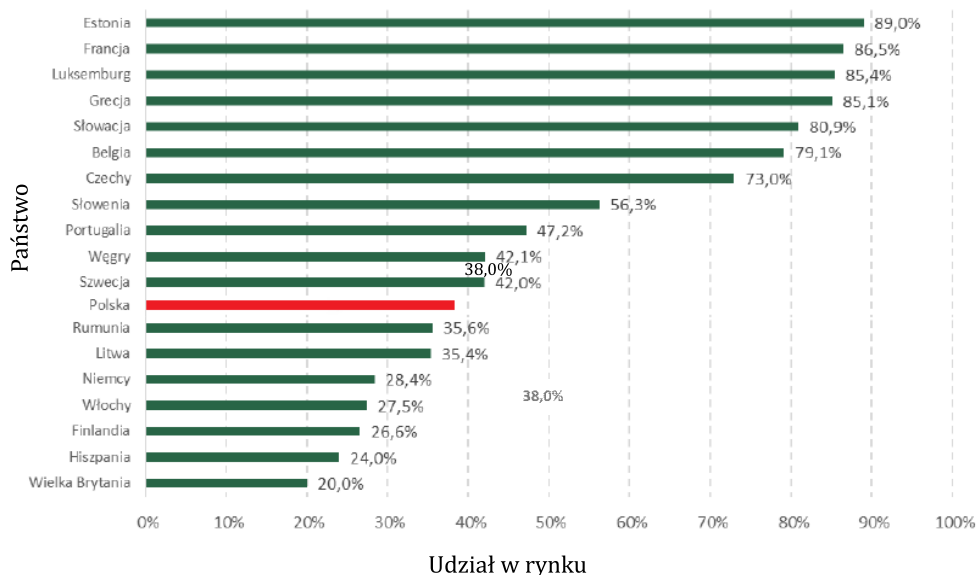
Istotne znaczenie dla konkurencyjności danego segmentu ma również udział rynkowy największego podmiotu. Jest to zauważalne w przypadku Belgii, gdzie udział największego producenta to blisko 80%. Trudno w takich warunkach mówić o realnej konkurencji w sektorze wytwórczym. Należy przy tym zauważyć, że – podobnie jak w przypadku Polski – z wysokim udziałem rynkowym może wiązać się także dysponowanie przez lidera rynku najbardziej efektywnymi kosztowo źródłami wytwórczymi (dla Polski – węgiel brunatny w przypadku PGE). Z taką sytuacją mamy do czynienia także m.in. we Francji (EdF) oraz w Czechach (CEZ), które to podmioty posiadają źródła oparte o energię jądrową. W Polsce największym podmiotem w sektorze wytwarzania pozostaje PGE, z udziałem w rynku na poziomie 38% (rys. 2).

TABELA 1. Wskaźnik HHI wybranych krajach Unii Europejskiej w 2011 roku

TABLE 1. HHI of selected EU countries, 2011

Kraj	HHI
Belgia	5 380
Bułgaria	b.d.
Republika Czeska	>5 000
Cypr	b.d.
Dania	b.d.
Niemcy	2 021
Estonia	>7 500
Irlandia	b.d.
Grecja	b.d.
Hiszpania	1 361
Francja	8 880
Finlandia	b.d.
Litwa	4 092
Luksemburg	b.d.
Malta	b.d.
Węgry	b.d.
Holandia	1 811
Austria	b.d.
Polska	1 835
Portugalia	b.d.
Rumunia	1 947
Słowenia	4 892
Słowacja	5 280
Szwecja	2 650
Wielka Brytania	947
Włochy	1 087

Źródło: ARE 2013



Rys. 2. Udział największego podmiotu w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w 2011 r. (PGE w 2012 r.)

Źródło: ARE 2013

Fig. 2. The share of the largest power generator in 2011 (PGE in 2012)

## Podsumowanie

Obecnie polski rynek energii ma wymiar krajowy, co wynika z wciąż niewielkiego stopnia przepustowości połączeń międzysystemowych. Wraz ze wzrostem zdolności przesyłu mocy pojawi się silna presja na ceny krajowe i konieczność konkurowania przez polskie grupy energetyczne z innymi wytwórcami europejskimi. Integracja krajowych rynków energetycznych należy do absolutnych priorytetów Komisji Europejskiej. Można więc stwierdzić, że faktyczna integracja polskiego rynku energii co najmniej na poziomie rynków regionalnych (obszar Morza Bałtyckiego oraz Obszar Środkowo-Wschodniej Europy Kontynentalnej) – a co za tym idzie konwergencja cenowa – to kwestia wyłącznie upływu czasu. Innymi słowy w obecnych uwarunkowaniach polityczno-rynkowych, nie ma pytania czy nastąpi presja na wyrównanie cen między Polską a sąsiednimi krajami UE, lecz kiedy to nastąpi.

Ponadto ze strategicznych dokumentów Unii Europejskiej wynika, że to integracja rynków ma być kluczowym narzędziem do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, a nie wspieranie własnych mocy wytwórczych. Rozwiązanie takie może być szczególnie groźne dla krajowej energetyki. Oznacza to bowiem, że istnieje duża szansa, że przyszły kierunek rozwoju polityki energetycznej Unii Europejskiej będzie ograniczał możliwość wspierania własnych podmiotów energetycznych, wystawiając je na silną konkurencję ze strony innych przedsiębiorstw europejskich.

Na tle pozostałych rynków krajowych w Unii Europejskiej, rynek polski jest obecnie stosunkowo mało skoncentrowany. Świadczy o tym relatywnie niski poziom wskaźnika HHI. Jedno-



cześniej pozycja rynkowa polskich wytwórców pozostaje mało znacząca w skali europejskiego rynku wewnętrznego. W powyższej sytuacji, naturalnym krokiem wydaje się być dalsza konsolidacja polskiego sektora energetycznego. Nie powinna ona jednak polegać na pogłębieniu różnic między głównymi polskimi grupami energetycznymi (tj. dalszym wzmocnieniu pozycji PGE w stosunku do konkurentów).

W warunkach postępującej integracji rynku europejskiego (rozwój rynków regionalnych, a docelowo utworzenie rynku wewnętrznego), dostosowanie polskiej bazy wytwórczej do wymogów konkurencyjnych będzie wymagało konsolidacji obejmującej nie tylko lidera rynku, ale także pozostałe podmioty. Optymalnie wynikiem takiej konsolidacji powinno być powstanie 2–3 silnych i względnie zrównoważonych podmiotów, zdolnych do realizacji programów inwestycyjnych o strategicznym znaczeniu dla Polski. Zrównoważenie powinno dotyczyć zarówno rodzajów aktywów wytwórczych (węgiel brunatny, węgiel kamienny, OZE, a w przyszłości także potencjalnie gaz i energia atomowa), jak i udziału w regulowanym i stabilnym przychodzie segmentu dystrybucji, który będzie równoważył wyniki niepewnego segmentu wytwarzania i obrotu. Takie ukształtowanie rynku będzie pozwalało mieć nadzieję na sprostanie przez polską elektroenergetykę wyzwaniom czekającym ją we wcale nieodległej przyszłości.

## Literatura

- Aktualizacja programu realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego, 2005. Ministerstwo Skarbu Państwa Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa 2005.
- ARE 2013. Funkcjonowanie przedsiębiorstw na polskim i europejskim rynku energii elektrycznej. Agencja Rynku Energii S.A. Wrzesień 2013.
- BÖCKERS, V., HAUCAP, J. i HEIMESHOF, U. 2013. Benefits of an integrated European electricity market: the role of competition, Bruksela. [Online] Dostęp w: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/join/2013/504466/IPOL-JOIN\\_ET%282013%29504466%28ANN04%29\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/join/2013/504466/IPOL-JOIN_ET%282013%29504466%28ANN04%29_EN.pdf) [Dostęp: 30.04.2015].
- CapGemini, 2013. European Energy Markets Observatory, 15th edition [Online] Dostęp w: <https://www.capgemini.com/resources/european-energy-markets-observatory-2013-full-study> [Dostęp: 30.04.2015].
- COM (2010)677 final. Priorytety w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020 r. i w dalszej perspektywie – plan działania na rzecz zintegrowanej europejskiej sieci energetycznej. Komisja Europejska.
- COM (2014)15 final. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. Komisja Europejska.
- COM(2013)711 final. Długoterminowa wizja infrastruktury w Europie i poza nią. Komisja Europejska.
- KAMIŃSKI, J. 2009. Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 12, z. 2/2.
- Pozycja konsumenta na rynku energii elektrycznej, 2011. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Warszawa–Wrocław, czerwiec 2011.
- Program dla elektroenergetyki, 2006. Ministerstwo Gospodarki Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa 2006.
- Program realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego, 2003. Ministerstwo Skarbu Państwa Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa 2003.

Rozporządzenie (UE) nr 347/2013 w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, Dz.U. L 140 z 25.4.2013, Komisja Europejska.  
Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 2011 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2012.  
Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 2012 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2013.  
Traktat o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE). 2012/C 326/01.

Krzysztof ZAMASZ

## Economic and regulatory conditions of the domestic power sector consolidation

### Abstract

The paper presents key economic and regulatory conditions of the further consolidation of the domestic power sector. The most important consequences of the implementation of governmental strategies and policies, which formed the current organizational structure of the Polish energy sector, were analysed. Furthermore the key objectives of European energy policy, which include the development of the internal energy market, were discussed. It was emphasized that the implementation of projects of common interest (PCI) is of utmost importance for the creation of the internal European energy market. A direct consequence of the introduction of EU energy policy will be an increase in the level of transmission capacity between Poland and adjacent countries from the current level of less than 5% to around 10–15% (the level that is currently available in countries such as Germany). The analysis carried out in this paper confirms that with increasing cross-border electricity trade, there will be strong pressure on domestic electricity prices and, consequently, Polish power companies will have to compete with other European power enterprises. The actual integration of the Polish energy market, at least at the level of regional markets, is therefore a matter of time. In this context, the paper concludes that the proper preparation of Polish companies to compete with European energy companies is required and that their further consolidation needs to be considered.

KEYWORDS: consolidation, energy sector, energy policy